

## Złoża węglowodorów z towarzyszącymi nagromadzeniami niekonwencjonalnymi (złoża hybrydowe) i ich dokumentowanie

Tadeusz Kozimor<sup>1</sup>, Józef Potera<sup>1</sup>, Marek Nieć<sup>2</sup>



**Hybrid hydrocarbon accumulations (conventional accompanied by unconventional ones) and reporting of their resources.** *Prz. Geol.*, 65: 643–649.

*Abstract.* The boundaries of numerous hydrocarbon deposits are defined by lithology change, and cut off permeability 0.1 mD in the case of gas, or 1 mD in the case of oil, considered as a limit of reasonable hydrocarbon recovery. Beyond such limit, hydrocarbon accumulations obviously occur, but the possibility of their free movement is limited. Therefore, they may be treated as unconventional – tight gas, for example. Such hybrid, combined

conventional and unconventional hydrocarbon accumulations are common in various formations. Their simultaneous exploitation is possible as demonstrated by the Przemyśl, Lubaczów and Słopnice gas fields. The occurrence of unconventional hydrocarbon accumulation in hybrid deposits should be clearly presented in geological reports and considered in exploitation planning.

**Keywords:** tight gas, hydrocarbon deposits, resources reporting

W definicji złóż konwencjonalnych sformułowanej przez SPE (*Society of Petroleum Engineers*), AAPG (*American Association of Petroleum*), WPC (*World Petroleum Corporation*) i SPEE (*Society of Petroleum Evaluation Engineers*) przyjmuje się, że są to złoża wyraźnie wyróżnione granicami naturalnymi (samoistnymi) na przykład konturem wodnym, stwierdzanym lub przewidywanym (Guidelines, 2011), a węglowodory występują w formie swobodnej. Za niekonwencjonalne uznaje się złoża, w których granice obszaru występowania węglowodorów są nieostre i nie występują one w formie swobodnej lub ich swobodne przemieszczanie jest bardzo ograniczone (Aguillera, 2011).

W wielu dokumentowanych złożach w Polsce, w szczególności w zapadlisku przedkarpackim, granicę złoża wyznaczają zmiany litologiczne skał zbiornikowych. Wyrażają się one zmianą ich porowatości i przepuszczalności poniżej wielkości, przy których możliwy jest swobodny, efektywny w sensie przemysłowym, dopływ węglowodorów. Na podstawie doświadczeń praktycznych przyjęto w złożach gazu ziemnego za graniczną wartość przepuszczalności 0,1 mD (tab. 1), a w złożach ropy naftowej 1 mD, traktowaną jako „parametr odcięcia” (*cut off*). Określa on umowną granicę dokumentowanego złoża, która jest wyznaczana w sposób geometryczny metodą interpolacji. Na przekrojach przez złożo jest przedstawiana jako umowna linia pionowa (ryc. 1). Poza tą granicą występują węglowodory, których akumulacja spełnia kryteria nagromadzenia niekonwencjonalnego. W przypadku gazu ziemnego może być określona jako akumulacja gazu zamkniętego (*tight gas*).

W dzisiejszych uwarunkowaniach i dyskusjach na temat metodyki wyliczania wielkości zasobów niekonwencjonalnych i szacowania

ich zasobów należy zatem uwzględnić tę część zasobów, która występuje na peryferiach złóż konwencjonalnych i była odcięta przez umowną granicę złoża. Tego rodzaju złoża konwencjonalne z towarzyszącymi niekonwencjonalnymi akumulacjami węglowodorów można określić jako hybrydowe. Należy zwrócić na nie uwagę, bowiem mogą się w nich znajdować znaczne rezerwy zasobowe na zewnątrz od umownej granicy złoża konwencjonalnego, wyznaczonej przez przyjętą do jej określenia minimalną przepuszczalność skały zbiornikowej.

W wielu konwencjonalnych złożach wielohoryzontowych oprócz wysokowydajnych horyzontów, były też eksploatowane takie, w których początkowe wydajności odwiertów wahały się od kilku do kilkunastu m<sup>3</sup>/min. Rozpatrując to z pozycji dzisiejszej wiedzy, horyzonty te można zakwalifikować do złóż na pograniczu konwencjonalnych i niekonwencjonalnych. Ich eksploatacja była możliwa i ekonomicznie uzasadniona tylko dlatego, że były eksploatowane

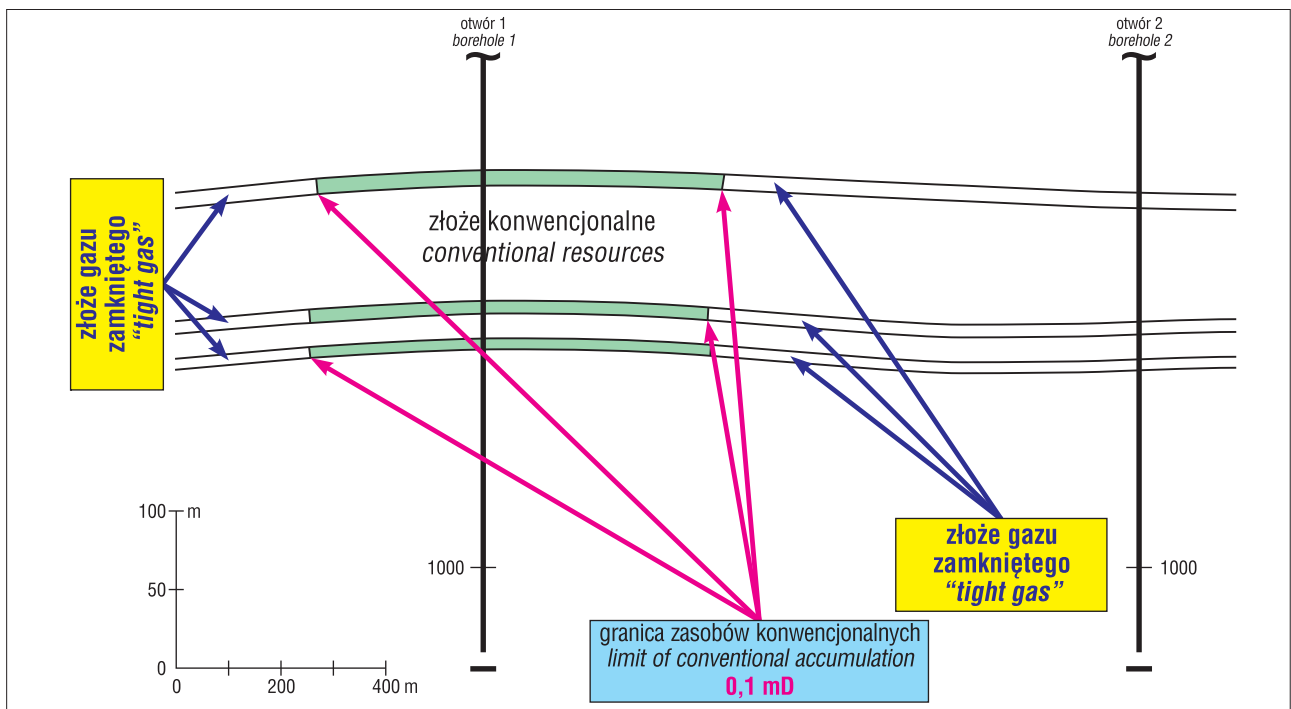
**Tab. 1.** Parametry definiujące granice złoża (Rozporządzenie Ministra Środowiska, 2011)

**Table 1.** Criteria defining boundaries of natural gas deposits

Parametr Parameter	Wartość parametru Parameter value	
	Złoża konwencjonalne Conventional gas accumulations	Złoża gazu zamkniętego Tight gas
Minimalna przepuszczalność skał zbiornikowych mD Minimum rock permeability mD	0,1	–
Maksymalna przepuszczalność skał zbiornikowych mD Maximum rock permeability mD	–	0,1
Minimalna początkowa średnia wydajność otworu m <sup>3</sup> /min Minimum initial borehole gas output m <sup>3</sup> /min	2	0,7 (po zabiegach stymulujących after fracturing)

<sup>1</sup> Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., Oddział Geologii i Eksploatacji, Biuro w Sanoku, ul. Sienkiewicza 12, 38-500 Sanok; tadeusz.kozimor@pgnig.pl.

<sup>2</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, ul. Wybickiego 7, 31-261 Kraków; niecm@wp.eu.



Ryc. 1. Występowanie gazu zamkniętego na peryferiach złoża konwencjonalnego – złożo Potok  
 Fig. 1. Tight gas occurrence at the periphery of conventional accumulations – Potok gas field

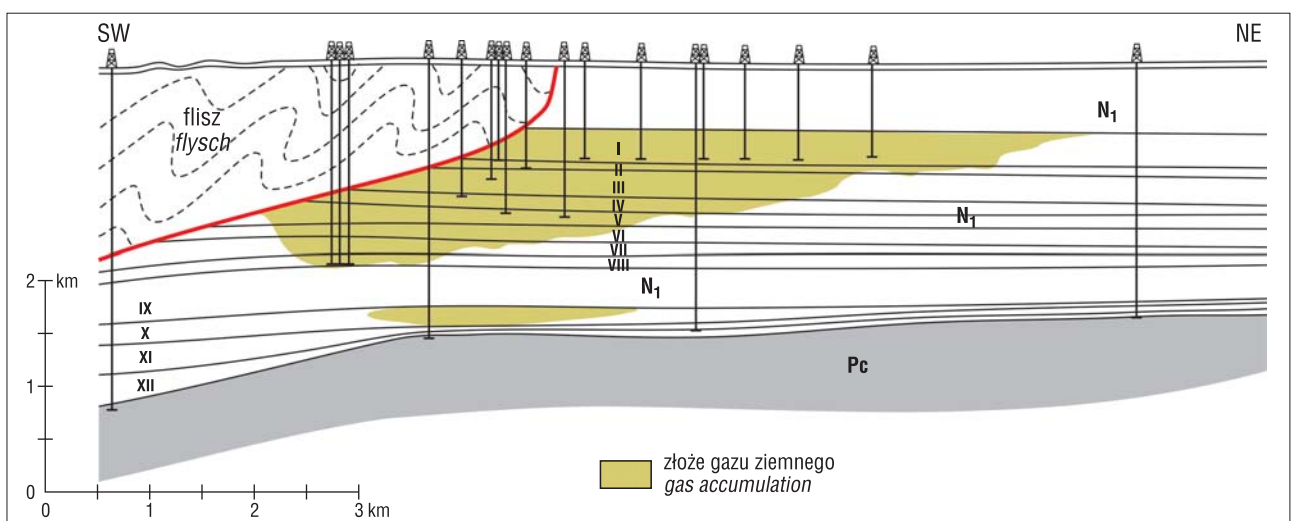
łącznie z elementami złożowymi o wysokich wydajnościach. Typowym ich przykładem są m.in. horyzonty I+II złoża gazowego Przemysł oraz horyzont V złoża gazu ziemnego Lubaczów. Horyzonty te pod względem litologicznym stanowią naprzemianległe pakiety łupkowo-mułowcowe, laminowane piaskowcami. Ich miąższość dochodzi do 300 m, a wydatki z poszczególnych odwiertów są zróżnicowane i proporcjonalne do miąższości strefy udostępnionej.

Celem publikacji jest przedstawienie kilku eksploatawanych złóż hybrydowych i zwrócenie uwagi na potrzebę dokumentowania w takich złożach zasobów gazu zamkniętego oraz przedstawienie propozycji sposobu uwzględniania w dokumentacjach geologicznych także tej ich części, w której występują niekonwencjonalne nagromadzenia węglowodorów.

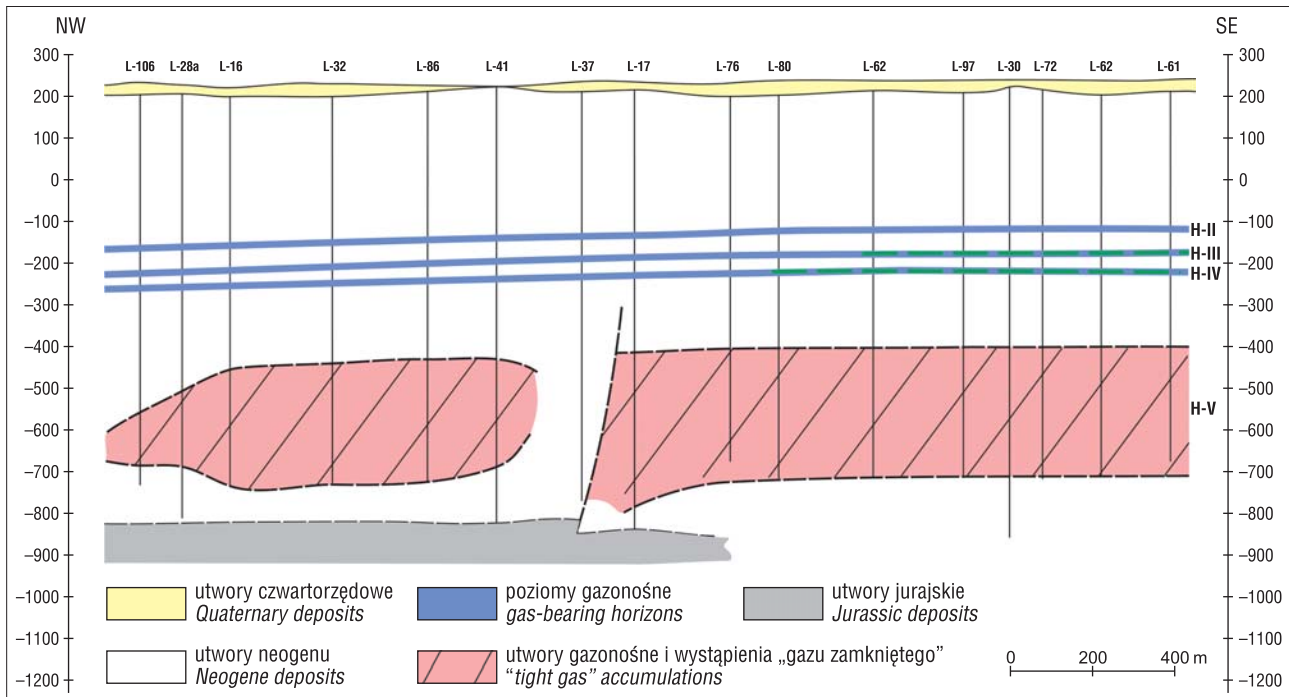
## TYPY ZŁÓŻ HYBRYDOWYCH

Na podstawie danych z dotychczas dokumentowanych i eksploatowanych złóż można wyróżnić w sposób umowny kilka typów złóż hybrydowych, w zależności od położenia niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów w stosunku do konwencjonalnych (ryc. 1–4):

- peryferyjne – z akumulacją gazu zamkniętego na obrzeżu złoża konwencjonalnego (ryc.1),
- międzywarstwowe (śródhoryzontowe) – w poziomach położonych między horyzontami z akumulacjami konwencjonalnymi (ryc. 2),
- nad- lub podhoryzontowe – bezpośrednio ponad stropem lub spągkiem akumulacji konwencjonalnej (ryc. 3),



Ryc. 2. Złożo wielowarstwowe, gazu ziemnego Przemysł (wg Czernickiego, 1977). N<sub>1</sub> – utwory miocenu, Pc – prekambr, I–XII – horyzonty gazonośne  
 Fig. 2. Przemysł multilayered gas field (after Czernicki, 1977). N<sub>1</sub> – Miocene formations, Pc – Precambrian, I–XII – gas-bearing horizons



**Ryc. 3.** Złoże wielowarstwowe, hybrydowe Lubaczów  
**Fig. 3.** Lubaczów multilayered hybrid gas field

– satelitarne – położone w sąsiedztwie złoże konwencjonalnego lub między obszarami z akumulacją konwencjonalną (ryc. 4).

Często wyróżnione typy akumulacji węglowodorów, kwalifikowane jako niekonwencjonalne, występują równocześnie w różnej relacji przestrzennej do akumulacji konwencjonalnej w poszczególnych częściach złoże.

### PRZYKŁADY ZŁÓŻ HYBRYDOWYCH I EFEKTY ICH EKSPLOATACJI

Dotychczas prowadzono eksploatację złożeń hybrydowych przede wszystkim typu drugiego – międzywarstwowego i w niewielkim stopniu typu czwartego – złożeń satelitarnych, które były traktowane jako samodzielne nagromadzenia gazu.

#### Złoże gazu ziemnego Przemyśl – horyzont I + II

Złoże gazu ziemnego Przemyśl (ryc. 2) występuje w zapadlisku przedkarpackim. Warstwami gazonośnymi są piaskowce badenu górnego i sarmatu dolnego, występujące jako przewarstwienia wśród pakietów łupkowych. Ogólnie biorąc, w utworach miocenijskich stwierdzono dwa typy horyzontów: jednorodny, piaskowcowy oraz niejednorodny, pakiety drobnowarstwowe, piaskowcowo-łupkowe (wielowarstwowe – drobnolaminowane), do którego należą horyzonty I i II. Są one płytko położone i stanowią najwcześniejszy odkryty element złoże.

Skałą zbiornikową dla gazu w przeważającej części są mułowce z laminami i cienkimi kilkucentymetrowymi wkładkami piaskowców. W obszarach o większym zapieszczeniu pojawiają się cienkie ławice piaskowców, tworzące wraz z łupkami ilastymi pakiety piaskowcowo-łupkowe.

Granice akumulacji gazu w tych horyzontach stanowią:

– od południowego zachodu – granica nasunięcia karpackiego,

– od północnego wschodu – uśredniona granica przyjęta w postaci płaszczyzn poprowadzonych od stropu do spagu poszczególnych horyzontów.

Poszczególne horyzonty mają zróżnicowany zasięg występowania i położenie w granicach złoże. Największy obszar zajmuje horyzont I, wysunięty najbardziej na północ.

Eksploatację horyzontów I i II rozpoczęto w 1960 r. Złoże było następnie udostępniane w kolejnych etapach w latach 1962–1965, 1982–1983 i 1992–1993. Stwierdzany obszar występowania horyzontów gazowych zwiększał się sukcesywnie w miarę rozwierniania złoże.

Horyzont I + II został udostępniony do eksploatacji 108 odwiertami. Aktualnie korzysta się z 63 odwiertów. Pierwotne wydajności absolutne wahały się w granicach 1,6–424,6 m<sup>3</sup>/min, przy ciśnieniu złożowym od 4,0 do 9,7 MPa, i były bardzo zróżnicowane, uzyskiwano:

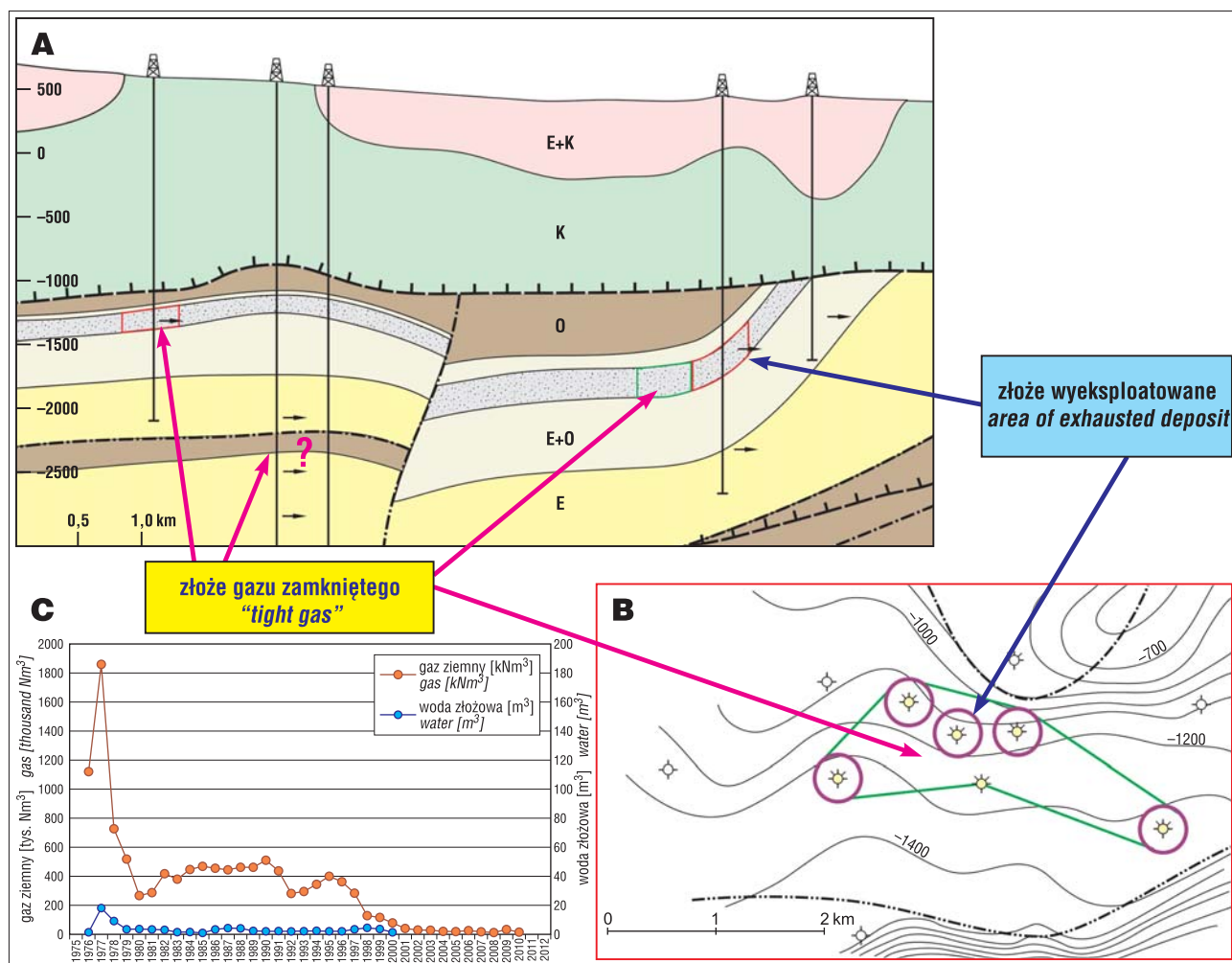
- ponad 400 m<sup>3</sup>/min jedynie w jednym odwiercie,
- 100–200 m<sup>3</sup>/min w 2 odwiertach,
- 50–100 m<sup>3</sup>/min w 46 odwiertach,
- 10–50 m<sup>3</sup>/min w 42 odwiertach,
- 1–10 m<sup>3</sup>/min w 17 odwiertach.

Aktualnie wydajność absolutna obniżyła się i wynosi od 0,7 do 26,0 m<sup>3</sup>/min, przy ciśnieniu złożowym w granicach 2,0–4,1 MPa.

W omawianych horyzontach, po początkowym okresie szczerpywania zasobów z horyzontów wysokowydajnych, nastąpił stopniowy dopływ gazu z ich części peryferyjnych i udostępnionych horyzontów niskowydajnych. Historia eksploatacji złoże w horyzontach I + II została przedstawiona na rycinie 5.

#### Złoże gazu ziemnego Lubaczów – horyzont V nadanhydrotowy

Złoże gazu ziemnego Lubaczów (ryc. 3) jest związane z utworami jury górnej i miocenu autochtonicznego północno-wschodniej części przedgórze Karpat.



**Ryc. 4.** Złoże gazu zamkniętego (*tight gas*) w sąsiedztwie konwencjonalnego. Złoże Słopnice (wg Przybyły, 2013; zmodyfikowane). **A** – przekrój: E+K – jednostka magurska, warstwy hieroglifowe i pstre łupki, K – warstwy inoceramowe, E – jednostka śląska, łupki pstre i warstwy hieroglifowe, E+O – warstwy grybowski i piaskowce cergowskie, O – warstwy krośnieńskie; **B** – mapa zasobów (izohipsy stropu piaskowców gazonośnych); **C** – przykład przebiegu wydobywania gazu z otworu (Stopnice 3)

**Fig. 4.** Tight gas accumulation accompanied by a conventional deposit. Słopnice gas field (after Przybyły, 2013; modified). **A** – Cross-section: E+K – Magura unit: hieroglyphic beds and variegated shales, K – Inoceramian beds, E – Silesian unit: variegated claystones and hieroglyphic beds, E+O – Grybów beds and Cergowa sandstones, O – Krosno beds; **B** – resources map (top surface of gas-bearing sandstones contour lines); **C** – example of gas production history from a borehole example

Prace wiertnicze w rejonie Lubaczowa, prowadzone na szeroką skalę i zmierzające do odkrycia złoża gazu ziemnego, rozpoczęto w 1956 r. Złoże odkryto w grudniu 1957 r. odwiertem Lubaczów 2, z którego uzyskano przyływ gazu z poziomu anhydrytów badenu środkowego. Następne wiercenia prowadziły do rozpoznania złoża w wapieniach jurajskich, piaskowcach baranowskich badenu dolnego i spągowej części anhydrytów badenu środkowego.

Rozwiercenie złoża oraz rekonstrukcje eksploatowanych odwiertów doprowadziły do wydzielenia kilku horyzontów gazonośnych występujących w przedziale głębokościowym 348–1070 m. Idąc od góry są to horyzonty: II, III, IV, V oraz horyzont jurajski (utwory jurajskie + warstwy baranowskie + anhydryt). Poziomem o największych zasobach jest horyzont V.

Akumulację gazu w horyzoncie V złoża, w ilasto-piaszczystej serii miocenu nadanhydrytowego (badenu górnego i sarmatu) stwierdzono na przełomie lat 1960/1961 odwiertem Lubaczów 14. Rozwiercenie złoża miało miejsce w latach 1962–1967. Odwiercono wówczas 83 otwory, w tym 80 odwiertów eksploatacyjnych. Eksploatację horyzontu V

rozpoczęto w 1962 r. W latach 1993–1994 wykonano cztery dodatkowe odwierty, których zadaniem było dokładne rozpoznanie warunków geologiczno-złożowych. Ogółem horyzont V był udostępniony do eksploatacji 89 odwiertami.

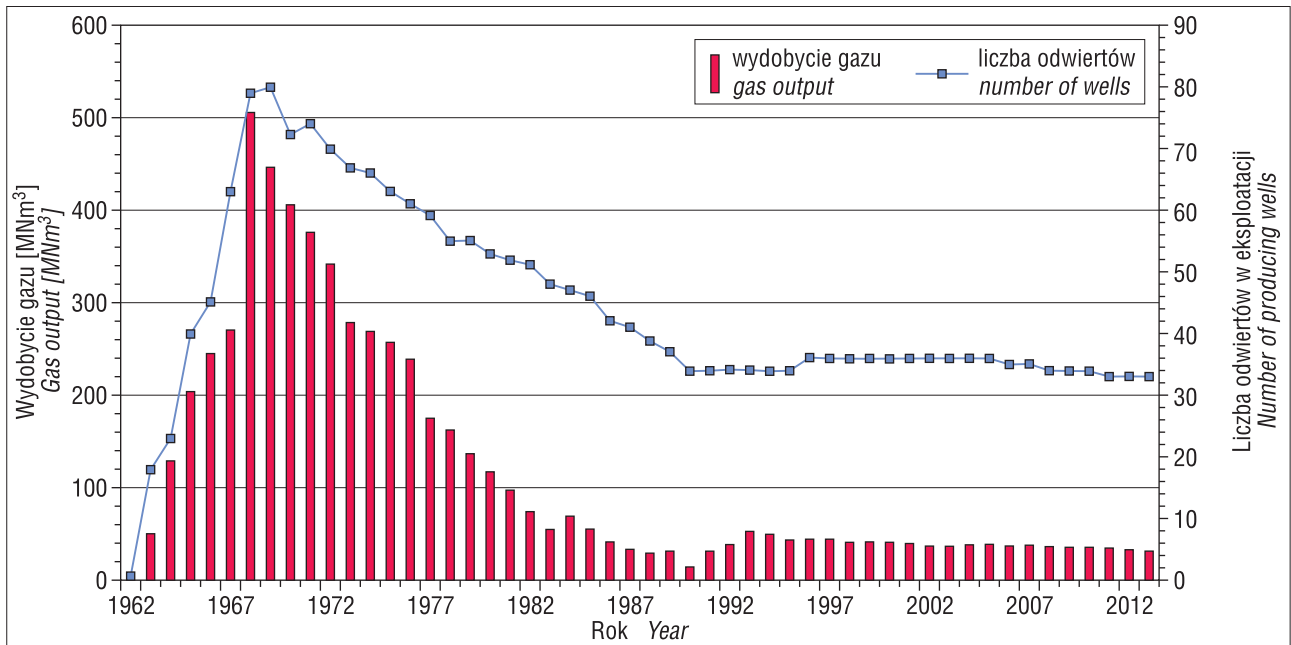
W zdecydowanej większości sposób udostępnienia złoża polegał na zapuszczeniu w otwór rur ciętych na odcinku 250–300 m.

Horyzont V tworzy ponad 300-metrowej miąższości kompleks łupkowo-piaskowcowo-mułowcowych utworów miocenu autochtonicznego. Akumulacja gazu jest związana z cienkimi wkładkami i laminami piaskowców o zmiennych parametrach zbiornikowych i mułowców przetwarzonych seriami łupkowo-ilastymi.

Uśrednione, podstawowe właściwości fizyczne skał zbiornikowych horyzontu V wynoszą:

- miąższość całkowita 308 m,
- miąższość efektywna 44,7 m,
- zapiaszczenie 10–19%, średnio 14,5%,
- porowatość 12–18%, średnia 15%.

Duża miąższość, zróżnicowanie litologiczne i zmienność właściwości zbiornikowych powoduje, że zasięg stref



Ryc. 5. Historia eksploatacji złoża Przemyśl, horyzonty I+II

Fig. 5. Gas exploitation history from gas-bearing horizons I and II in the Przemyśl gas field

akumulacji gazu w poszczególnych częściach horyzontu jest zmienny i ogólnie zwiększa się z głębokością.

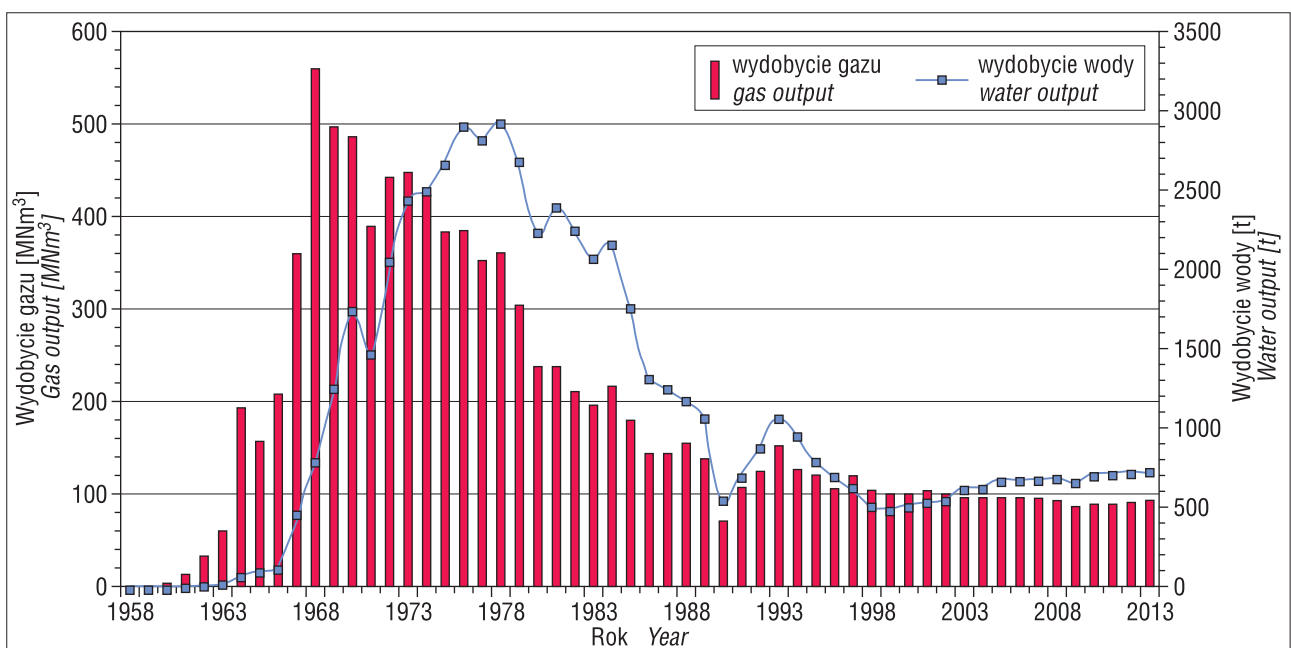
Początkowa wydajność potencjalna odwiertów z ponad 300 m miąższości horyzontu była zróżnicowana i wynosiła od 10,6 do 261 m<sup>3</sup>/min. Niższe wydajności potencjalne 3–5 m<sup>3</sup>/min występowały w otworach, które udostępniały horyzont już po kilku latach jego eksploatacji (w latach 1968–1973 i 1983–1993).

Stwierdzone wydajności potencjalne były zatem bardzo zróżnicowane i wynosiły [m<sup>3</sup>/min]:

- ponad 200 jedynie w 3 odwiertach,
- 100–200 w 27 odwiertach,
- 0–100 w 31 odwiertach,

– 3–50 w 28 odwiertach.

Najwyższe sumaryczne wydobycie gazu wynoszące ponad 506 mln m<sup>3</sup> osiągnięto w 1968 r. W wydobywaniu odbywało się wówczas w 80 odwiertach. Po 1968 r. nastąpił sukcesywny spadek wydobywania gazu, związany zarówno ze spadkiem ciśnienia złożowych, jak i z awariami się złoża, a tym samym wypadaniem odwiertów z eksploatacji. W 1970 r. wydobywanie prowadzono 73 odwiertami, a w następnych 20 latach eksploatacji (1971–1990) obserwowano dalsze, stopniowe przemieszczanie się wód ku środkowi złoża, przy czym tempo awarii było znacznie większe w zachodniej części złoża oraz w partiach skrzydłowych. Poziom wody podnosił się aż do całkowitego



Ryc. 6. Historia eksploatacji złoża Lubaczów, horyzont V

Fig. 6. Gas exploitation history from gas-bearing horizon V in the Lubaczów gas field

zawodnienia odwiertów. Począwszy od 1990 r. do chwili obecnej obserwuje się zahamowanie procesu zawadniania się horyzontu.

Aktualnie horyzont V jest eksploatowany 33 odwiertami. Roczne wydobycie gazu w 2013 r. wyniosło 32,4 mln m<sup>3</sup>. Na rycinie 6 przedstawiono przebieg eksploatacji horyzontu V w ujęciu rocznym, z zaznaczeniem ilości odwiertów biorących udział w wydobyciu.

W kolejnych etapach rozwiercania złoża były oszacowane pierwotne zasoby wydobywalne metodą objętościową, w ilości od 5,5 do 12,5 mld m<sup>3</sup>. Początkowo przyjęto współczynnik szcerpania 0,8. Po rozwierceniu horyzontu i po kilku latach eksploatacji, w 1971 r. dokonano przeliczenia zasobów metodą spadku ciśnienia, przy założeniu, że zasoby zostaną szcerpane do P<sub>gs</sub> = 0 atn. Oszacowano wówczas pierwotne zasoby wydobywalne na poziomie 6,6 mld m<sup>3</sup>.

Po ponad 25-letniej eksploatacji horyzontu V, w 1997 r. zweryfikowano zasoby. Przez ich obliczenie metodą bilansu masowego. W ten sposób oszacowane pierwotne zasoby wydobywalne wyniosły 6,15 mld m<sup>3</sup> (przy współczynniku szcerpania 0,93). Analiza przebiegu eksploatacji w ostatnich kilku latach, kiedy to wydobycie utrzymuje się na stałym poziomie 33–32 mln m<sup>3</sup>/rok, pozwala przypuszczać, że wielkość wykazywanych zasobów jest zaniżona. Stan zasobów oceniany na 31.12.2013 r. wyniósł 113 mln m<sup>3</sup>.

Stabilizacja wielkości wydobycia gazu po 1992 r., po szcerpaniu zasadniczej części zasobów gazu wolnego (ryc. 6), wskazuje na stopniowe uwalnianie w złożu gazu ze słabo przepuszczalnych utworów, a zatem gazu, który może być określony jako niekonwencjonalny – zamknięty.

### Złoże Słopnice

Jest ono położone w sąsiedztwie złoża ropy naftowej o tej samej nazwie (Karnkowski, 1993). Gaz ziemny występuje w warstwach grybowski i najniższej części warstw krośnieńskich pod nasunięciem utworów jednostki magurskiej (warstw inoceramowych). Przyływy gazu uzyskano w dwu rejonach, w kilku otworach z wielu interwałów w szerokim przedziale głębokości, przede wszystkim z piaskowców cergowskich (ryc. 4).

Utwory gazonośne charakteryzują się niską porowatością 0,10–8,28%, śr. 2,03% (warstwy krośnieńskie) oraz 0,23–10,43%, śr. 1,96% (warstwy grybowskie) i małą przepuszczalnością od 0,5 do 2,8 mD. W otworach uzyskiwano bardzo zróżnicowane początkowe przyływy gazu w ilości od 0,91–42 m<sup>3</sup>/min, po czym następowało początkowo bardzo szybkie ich zmniejszenie, względna stabilizacja i powolny spadek w długim okresie czasu (ryc. 4C).

Wyniki eksploatacji wskazują, że gaz pochodził z niewielkich stref przyodwiertowych o promieniu co najwyżej od kilkudziesięciu do ok. 200 m. Wydobyto łącznie z pięciu odwiertów 42 mln m<sup>3</sup> gazu. Ograniczony dopływ gazu do odwiertów sugeruje, że znaczna jego część w złożu ma charakter gazu zamkniętego (*tight gas*). W obszarze pomiędzy odwiertami, w których prowadzono eksploatację i w najbliższym ich otoczeniu oszacowana ilość gazu nie wydobytego (wydobywalnego) wynosi 80 mln m<sup>3</sup> (Przybyła, 2013).

## DOKUMENTOWANIE ZŁÓŻ HYBRYDOWYCH

Dotychczasowe doświadczenia eksploatacji i dokumentowania dotyczą złóż, które można uznać za śródwarstwowe złoża hybrydowe. Sposób dokumentowania tych elementów złożowych, w których występowały akumulacje gazu zamkniętego był taki sam jak w części konwencjonalnej tych złóż.

Wielkość pierwotnych zasobów wydobywalnych była liczona metodą objętościową i zależała głównie od powierzchni złoża. Wraz z procesem rozwiercania złoża stwierdzano, że powierzchnia ta i zasoby są większe niż wcześniej wykazywane.

W trakcie eksploatacji zasoby były przeliczane metodami dynamicznymi. Nie stwierdzano zasadniczych rozbieżności w wielkościach wyliczonych pierwotnych zasobów. Taki tryb postępowania sprawdził się w dotychczasowej praktyce zarówno w niskowydajnych pakietach miocenu autochtonicznego, jak i w wybranych elementach złóż karpaccich, niektórych złóż związanych z utworami karbonu oraz czerwonego spągowca. Można zatem stwierdzić, że sposób dokumentowania złóż węglowodorów metodami objętościowymi – szczególnie w pierwszym okresie rozpoznania – jest poprawny, ale z zastrzeżeniem, że wielkość wyliczonych zasobów dotyczy tylko węglowodorów ruchomych. Wynikało to z zastosowanych parametrów odcięcia, związanych zarówno z porowatością, przepuszczalnością, zaileniem, jak i nasyceniem.

Dotychczasowe doświadczenia eksploatacji złóż hybrydowych wskazują, że w opracowywanych dokumentacjach, gdy do wyznaczania granic złoża są stosowane umowne parametry odcięcia, powinny być przedstawiane także informacje pozwalające na określenie warunków występowania zasobów niekonwencjonalnych, które znajdują się poza formalnie wyznaczonym konturem złoża. Powinny być one przedstawiane w analogiczny sposób jak w przypadku części złoża z zasobami konwencjonalnymi. Całkowite zasoby części złoża z niekonwencjonalnymi akumulacjami węglowodorów mogą być wyliczone metodą objętościową. Do wyliczenia zasobów wydobywalnych jest konieczne przyjęcie współczynnika szcerpania, oszacowanego na podstawie doświadczeń eksploatacji niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów, w szczególności analogicznych złóż.

Skromne na razie doświadczenia w dokumentowaniu i eksploatacji zasobów gazu zamkniętego nie pozwalają na przedstawienie metodyki szacowania zasobów lepiej dostosowanej do ich specyfiki.

## PODSUMOWANIE

W otoczeniu lub w obrębie złóż gazu ziemnego uważanych za konwencjonalne mogą występować niekonwencjonalne nagromadzenia gazu zamkniętego. Złoża takie proponujemy określać jako hybrydowe. Mogą one zawierać znaczne zasoby gazu zamkniętego. Potwierdzają to przykłady eksploatacji złóż, w których gaz zamknięty występuje między horyzontami z zasobami konwencjonalnymi. W trakcie rozpoznawania i dokumentowania złóż węglowodorów należy zatem zwracać uwagę, także na niekonwencjonalne ich nagromadzenia, które również powinny być dokumentowane.

Opracowanie powstało w związku z realizacją projektu Blue Gas, tematu WP. 2 „Rozwój metod dokumentowania niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów”. Autorzy dziękują panom dr. Adamowi Zubrzyckiemu i dr. Kazimierzowi Słupczyńskiemu oraz Recenzentom za dyskusję i cenne uwagi.

### **LITERATURA**

AGUILLERA R. 2011 – Tight gas formations. [W:] Guidelines for the Application of Petroleum Resources Management System. SPE. AAPG, WPC, SPEE, SEG.  
GUIDELINES for the Application of Petroleum Resources Management System. SPE. AAPG, WPC, SPEE, SEG, 2011.

CZERNICKI J. 1977 – Warunki geologiczno-strukturalne pułapek i parametry złóż gazu ziemnego w miocenie autochtonicznym w strefie nasunięcia Karpat między Rzeszowem a Przemyślem. Wyd. Geol. Warszawa.  
KARNKOWSKI P. 1993 – Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2 Karpaty i zapadlisko przedkarpackie. Tow. Geosynoptyków GEOS, Kraków.

PRZYBYŁA P. 2013 – Dodatek nr 4 do dokumentacji geologicznej złoża gazu ziemnego Słopnice. Nar. Arch. Geol. PIG-PIB, Warszawa.

ROZPORZĄDZENIE Ministra Środowiska z dn. 22 grudnia 2011 r. w sprawie dokumentacji geologicznej złoża kopaliny. Dz.U. z 2011 r. Nr 291, poz. 17.

Praca wpłynęła do redakcji 18.01.2017 r.

Akceptowano do druku 26.04.2017 r.